

0-800296

На правах рукописи



ГАЗИЗОВ ИЛГАМ ГАРИФЗЯНОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАВОДНЕННЫХ
НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ
УВЕЛИЧЕНИЯ СТЕПЕНИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

Специальность 25.00.17 –Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2013

Работа выполнена в Нефтегазодобывающем управлении «Джалильнефть»
ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
доцент **Плотникова Ирина Николаевна**

Официальные оппоненты: **Иктисанов Валерий Асхатович**
доктор технических наук, профессор,
Институт «ТатНИПИнефть», отдел
исследования скважин, коллекторов и
углеводородов, заведующий лабораторией

Чибисов Александр Вячеславович
кандидат технических наук, Уфимский
государственный нефтяной технический
университет, кафедра геологии и разведки
нефтяных и газовых месторождений, доцент

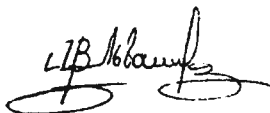
Ведущая организация: Открытое акционерное общество Научно-
производственная фирма «ГЕОФИЗИКА»
(г.Уфа)

Защита диссертации состоится 25.04.2013 г. в 15 час. 00 мин. на заседании
диссертационного совета Д.222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и
проектном институте нефти по адресу 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма,
ул. М.Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть

Автореферат разослан: 22 марта 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000673929
И.В. Львова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений неизбежно характеризуется снижением добычи, ростом обводненности продукции до предельных значений, изменением и ухудшением структуры запасов, а также изменением температурного режима и ухудшением свойств остаточной подвижной нефти. Экономические условия эксплуатации месторождения требуют обеспечения высокой эффективности капитальных вложений на всех стадиях производства. Поэтому существующие системы разработки нефтяных залежей, эффективные на ранних стадиях выработки запасов, на поздней стадии требуют совершенствования, которое предполагает использование новых технологических приемов и подходов. Создание и внедрение таких технологических подходов должны базироваться, прежде всего, на использовании детальной геологической информации о строении объектов разработки, которая была накоплена за весь срок освоения, разбуривания и эксплуатации месторождения. Это не только позволяет выявить зоны скопления остаточных запасов нефти и оценить их объемы, но и обеспечивает наиболее рациональный подход к созданию или выбору новых технологий воздействия на пласт, позволяющих достичь максимального нефтеизвлечения из неоднородных объектов, характеризующихся неравномерной выработанностью запасов, что на поздней стадии разработки приобретает особую актуальность.

Многочисленными исследованиями, проведенными на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, доказана неравномерность выработки запасов и изменение их структуры в сторону увеличения доли в слабопроницаемых коллекторах, что обосновано при помощи переинтерпретации ГИС и моделированием температурного режима залежи. В этом случае правильность корректировки или изменения ранее существовавшей системы разработки залежи определяет эффективность выработки остаточных запасов и достижение максимального коэффициента извлечения нефти (КИН).

Объектом исследования являются продуктивные нефтенасыщенные пласты пашийского горизонта Ташлиярской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. В настоящее время площадь находится на поздней стадии разработки и характеризуется снижением темпов отборов, ухудшением структуры запасов, значительным ростом обводнённости добываемой продукции, изменением гидродинамических параметров залежи и ухудшением свойств остаточной подвижной нефти. Разработка площади ведётся по рядной системе, принятой на первых этапах проектирования, когда ряды формировались параллельно рядам разрезания на центральных площадях без учёта структурного фактора. Тогда при

ограниченном объеме геологической информации учёт многообразия условий залегания продуктивных пластов и их литолого-фациальных неоднородностей был невозможен.

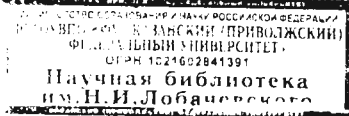
В настоящее время с повышением степени разбуренности Ташлиярской площади и переинтерпретации данных ГИС по скважинам всего пробуренного фонда площади увеличился объем геологической информации. В работе проведён анализ, выявлены закономерности, установлены зависимости по коллекторским свойствам, гидродинамическим параметрам, динамике добычи, накопленным отборам, степени выработанности, наличии остаточных запасов по основному объекту эксплуатации — пласту Д1-а для совершенствования существующей системы разработки с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Цель работы

Разработать и обосновать методы совершенствования действующей системы разработки пашийского горизонта Ташлиярской площади с целью интенсивного освоения остаточных запасов и обеспечения увеличения степени нефтеизвлечения на поздней стадии разработки площади.

Основные задачи работы

1. Поиск закономерностей локализации остаточных запасов нефти и определение характера их распределения по площади и разрезу в зависимости от особенностей изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта-коллектора.
2. Исследование связи распределения ФЕС в пласте относительно структурного положения скважин в пределах поднятий, контролирующих залежи нефти или в прогибах и ложбинах.
3. Изучение характера изменения температурного режима в пределах залежи относительно структурного фактора.
4. Разработка методических рекомендаций по совершенствованию создания гидродинамической модели пласта Д1-а Ташлиярской площади, учитывающей характер локализации остаточных запасов нефти и особенности изменения температурного режима.
5. Выделение зон локализации остаточных запасов нефти в пласте Д1-а.
6. Обоснование методов эффективного увеличения нефтедобычи за счет переноса фронта нагнетания в переклинальные области структур, контролирующих залежи, а отбор — в их сводовые и присводовые части.
7. Создание комплекса геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на совершенствование существующей системы воздействия на



пласт и вовлечения в активную разработку зон и интервалов с остаточными запасами нефти в неоднородных глинистых коллекторах.

8. Оценка возможности применения комплекса геолого-технологических мероприятий, разработанных для пласта ДІ-а участка Ташлиярской площади, на других площадях Ромашкинского месторождения с целью увеличения текущего и конечного КИН.

Научная новизна

1. На основе детальной переинтерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), с дискретностью 0,2 м, выявлена неоднородность пласта ДІ-а и доказана неравномерность степени выработанности запасов нефти Ташлиярской площади.

2. Установлен характер влияния структурного фактора на динамику температурного режима залежи. При условии вытеснения заводнением купольные зоны характеризуются повышенными значениями температур. На основе этого разработан метод поиска и вовлечения в разработку остаточных запасов.

3. Установлены зависимости накопленной добычи нефти от величины значения произведения толщин пласта на время работы скважины. На основе установленных зависимостей доказана необходимость трансформации системы разработки в однопластовом объекте с ВНЗ с учетом структурного фактора, позволяющей использовать гравитационные силы для увеличения нефтеизвлечения в неоднородных коллекторах на поздней стадии разработки.

Основные защищаемые положения

1. Система дифференцированного вытеснения нефти, направленная на активную разработку остаточных запасов, основанная на детализации геологического строения объекта, температурного режима залежи и влияния структурного фактора.

2. Методические приемы по оптимизации создания геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов пашийского горизонта Ташлиярской площади для совершенствования существующих систем разработки на поздней стадии освоения месторождения.

3. Комплекс геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по совершенствованию действующей системы разработки пласта ДІ-а пашийского горизонта Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения.

Практическая значимость

В работе обоснованы и разработаны практические рекомендации по совершенствованию действующей системы разработки пласта ДІ-а пашийского

горизонта Ташлиярской площади путём вовлечения в активную разработку интервалов с остаточными запасами нефти многопластового объекта на поздней стадии разработки и использования выявленных закономерностей распределения ФЕС по разрезу и относительно структурного фактора, изменения температуры пласта по площади и разрезу залежи, переноса фронта нагнетания в переклинальные области структур, контролирующих залежи, а отбор – в их сводовые и присводовые части.

По рекомендации автора и непосредственном его участии были произведены следующие ГТМ:

1. Перевод скважин, находящихся в соответствии с базовой моделью в промытой зоне, из нагнетательных в добывающие и восстановление добычи в зоне дренирования в соответствии с патентами автора №№ 2330943, 2330945.

2. Реликвидация скважин и бурение скважин-дублёров в промытой зоне (по базовой модели), в результате освоения которых были получены притоки нефти от 6 до 8 т/сут с обводнённостью, соответственно, от 0 до 50 %, что подтверждает вывод о неравномерности выработки и наличии остаточных запасов нефти в прикровельной слабопроницаемой части пласта.

3. Перевод нагнетательных скважин, расположенных в купольных зонах в добывающие путём постепенного уменьшения и прекращения закачки в них вытесняющего агента.

4. Разработаны геолого-технологические мероприятия по бурению боковых стволов из нагнетательного фонда под добычу в купольных частях поднятий.

Оценена возможность использования на смежных площадях Ромашкинского месторождения геолого-технологических приемов повышения КИН на основе структурного фактора, разработанных для пласта ДІ-а конкретного участка Ташлиярской площади.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы и основные ее положения докладывались и обсуждались на Международной научно-практической конференции, посвященной добыче 3-миллиардной тонны нефти в Республике Татарстан (г. Казань, 2007г), на научно-технической конференции, посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (г. Лениногорск, 2008 год), на семинарах главных инженеров и главных геологов ОАО «Татнефть» (2005-2012 гг.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 10 научных статей в ведущем рецензируемом журнале из Перечня ВАК РФ. На научно-производственные

разработки, созданные по теме диссертационной работы, автором получено 6 патентов Российской Федерации на изобретение.

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат постановка задачи, полученные зависимости, разработанные критерии повышения эффективности ГТМ по оптимизации системы разработки залежей и повышению коэффициента нефтеизвлечения на поздней стадии.

Структура и объем работы

Диссертационная работа изложена на 143 страницах и состоит из введения, пяти глав, заключения, содержащего основные выводы выполненной диссертационной работы и практические рекомендации, списка литературы. Диссертация включает 47 рисунков, 31 таблицу, список литературы из 80 наименований.

Краткое изложение работы

Во введении определены основные задачи исследования, актуальность и цель работы, научная новизна и современное состояние проблемы, практическая ценность предложенных методов совершенствования разработки залежей нефти, сведения о результатах апробации выводов, методов и рекомендаций, приведённых в диссертационной работе.

В первом разделе работы приведен полный анализ геологического строения площади, выделены особенности, полученные в результате проведения лабораторных, геофизических, гидродинамических и промысловых, исследований, влияющих на выбор системы её разработки, воздействия на пласт и достижения максимального коэффициента нефтеизвлечения. Ташлиарская площадь приурочена к северному крылу Южного купола Татарского свода и является одной из краевых площадей Ромашкинского месторождения.

Полно и конкретно охарактеризованы основные объекты эксплуатации – продуктивные пласты тиманского и пашийского горизонтов, для которых отмечается:

- осложнённость структурного плана многочисленными мелкими поднятиями и ложбинами (рис. 1);
- зависимость технологической характеристики работы скважин от структурного фактора и других геологических критериев (петрофизических характеристик вмещающих пород, давления в зоне отбора, температурного режима, вязкости и плотности насыщающего флюида);
- приуроченность нефтенасыщенности отложений пашийского горизонта, к группе пластов ДІ;

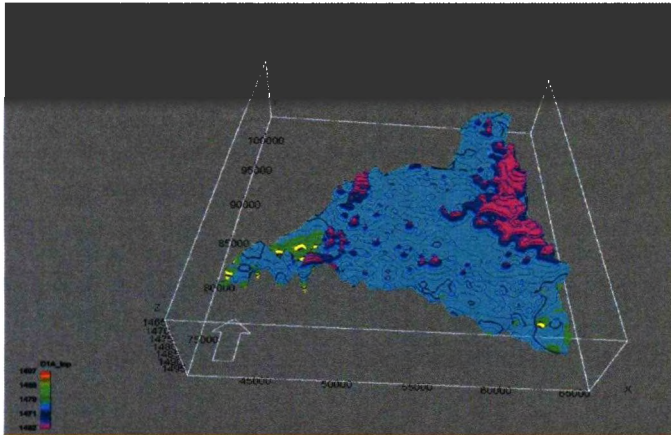


Рис. 1 - Геологическая модель Ташляйрской площади

- неоднородность распространения коллекторов по площади и разрезу;
- наибольшая выдержанность по площади и разрезу пласта “ДІ-а”, представленного, преимущественно, высокопродуктивной группой коллекторов (на 85,3 % от площади распространения коллектора);
- приуроченность основных начальных запасов нефти к верхней части разреза пашийского горизонта, и более всего к пласту ДІ-а (73 %);
- изменение состава пород коллекторов пласта – ДІ-а по разрезу и тенденция ухудшения фильтрационно-емкостных свойств снизу-вверх по разрезу;
- сосредоточение остаточных запасов нефти в прикровельной части пласта ДІ-а;
- отсутствие зон слияния коллекторов тиманского и пашийского продуктивных горизонтов, когда реперная пачка «верхний известняк» надёжно разделяет отложения в пределах площади.

На основе комплексного анализа всей имеющейся геолого-промысловой и геофизической информации в работе выполнена детальная оценка характера заводнения коллекторов и степень выработанности запасов нефти по площади и разрезу. На ее основе произведён выбор и обоснование мероприятий по совершенствованию существующей системы разработки залежи пласта ДІ-а терригенного девона Ташляйрской площади с целью достижения более высоких величин коэффициента нефтеизвлечения. С использованием результатов геогидродинамического моделирования, анализа температурного режима

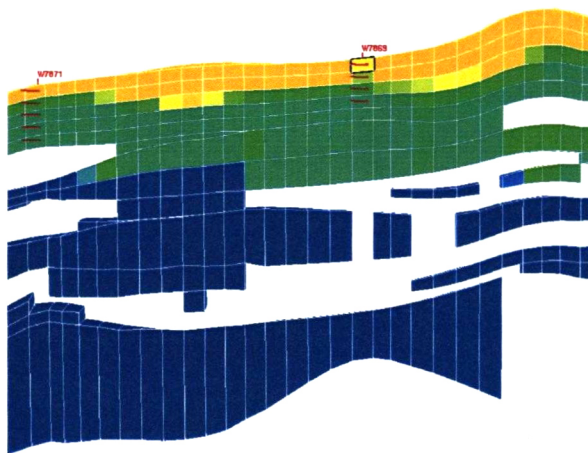


Рис. 2 - Локализация остаточных запасов нефти по геолого-гидродинамическому разрезу

залежи, который определил токи флюида от переклиналей к приподнятым зонам купольных частей поднятий, определены основные причины обводнения продукции скважин, характер и темп заводнения коллекторов, охват заводнением по толщине, а также информация о величине заводненных и остаточных запасов по пластам и площади в целом и по выделенному для глубокого анализа участку Ташлиярской площади, что нашло отражение в графических и табличных материалах, приведенных в работе (рис. 2 - 5).

Для расчета величины остаточных запасов были использованы расчетные значения коэффициентов извлечения нефти, полученные на базе характеристик вытеснения и результатам гидродинамического моделирования.

Состояние выработанности запасов оценено по всем объектам разработки Ташлиярской площади. По анализируемым продуктивным отложениям были определены степень охвата заводнением по толщине и площади распространения продуктивных пластов, слагающих объект. Средневзвешенная величина коэффициента охвата геологических запасов заводнением, в целом, по площади равна 0,759. По группам коллекторов коэффициент охвата составляет: по высокопродуктивным - 0,788, по высокопродуктивным глинистым - 0,592, по малопродуктивным - 0,433, коэффициенты охвата по нефтяной и водо-нефтяной зонам отличаются незначительно и составляют, соответственно, 0,758 и 0,763.

По заводненным объемам пластов было рассчитано отобранное количество нефти на дату анализа, которое распределялось по пластам пропорционально величине извлекаемых запасов в заводненных объемах коллекторов.

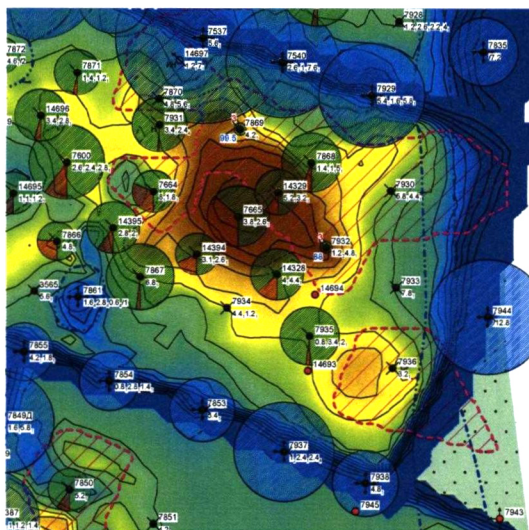


Рис. 3 - Фрагменты карты разработки Ташлиярской площади в пределах купольных частей поднятий

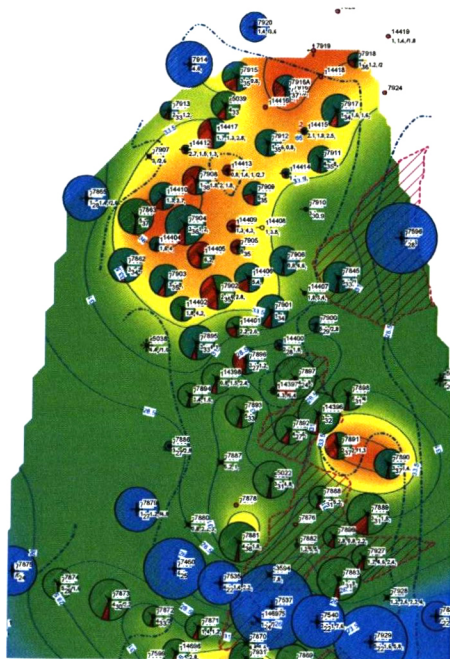


Рис. 4 - Карта температурного режима
4 блока Ташлиярской площади

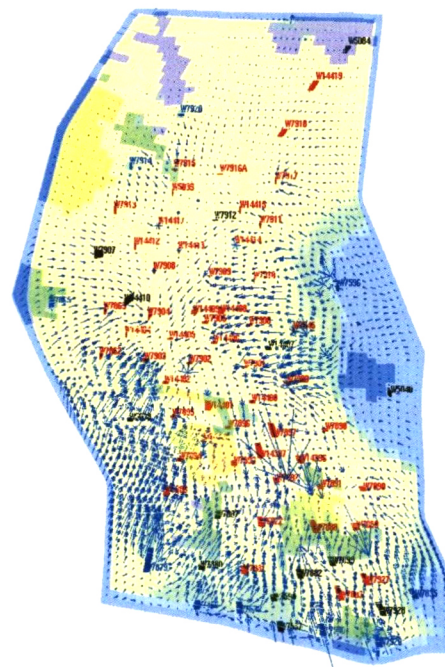


Рис. 5 - Основные векторы фильтрации зака-
чиваемой воды на 4 блоке Ташлиярской площади

На примере пашийского горизонта Ташлиарской площади в работе доказано, что коэффициент продуктивности при постоянном производстве толщины пласта на количество лет работы скважины ($K_{уд.} = h \cdot t$) зависит от структурного фактора, то есть положения скважины в своде поднятия, на его склоне или в переклинальной зоне.

В пределах Ташлиарской площади, на отложения пашийского горизонта приходилось - 195838 тыс. т (95 % от геологических запасов площади) и 116595 тыс. т (95,1 % от извлекаемых запасов площади). По состоянию на 1.01.2011 г. отобрано - 115967 тыс. т нефти, в том числе по тиманскому горизонту - 3582 тыс. т (2,9 %), по отложениям пашийского горизонта - 111734 тыс. т (97,1 %). Текущий коэффициент извлечения нефти по площади от начальных геологических запасов составляет - 0,559.

В результате обнаружения закономерностей увеличения глинистости вверх по разрезу пласта Д1-а в работе по результатам геогидродинамического моделирования с привлечением результатов анализа температурного режима залежи выявлены зоны скопления остаточных запасов нефти в прикровельной части пласта, которые составили более 18 % от НИЗ.

В работе отмечается, что за время разработки структура запасов Ташлиарской площади изменилась: доля слабопродуктивных коллекторов тиманского горизонта, увеличилась в 5,7 раза, а по преимущественно высокопродуктивным отложениям пашийского горизонта - уменьшилась на 31,9%.

В целом, по результатам проведенного анализа сделаны следующие выводы:

- активная реализация различных модификаций процесса заводнения закачиваемой водой является определяющей для всего периода разработки площади;

- наибольшая доля отбора нефти по площади (97,1 %) связана с продуктивными коллекторами пашийского горизонта девонской системы;

- выработка запасов по группам коллекторов происходит неодинаково, основная добыча нефти осуществляется из высокопродуктивных коллекторов - 93,6 %, отбор из высокопродуктивных глинистых составляет - 5 %, из малопродуктивных - 1,4 %;

- средневзвешенная величина коэффициента охвата заводнением по площади в целом равна 0,759, по высокопродуктивным - 0,788, по высокопродуктивным глинистым - 0,592, по малопродуктивным - 0,433;

- коэффициенты охвата заводнением по нефтяной и водо-нефтяной зонам близки и составляют - 0,758 и - 0,763, соответственно;

- величина остаточных извлекаемых запасов на дату анализа составляет 10028 тыс. т., в том числе в продуктивных отложениях пашийского горизонта - 7234 тыс. т (72,2 %);

- доля остаточных запасов в слабопроницаемых прослоях в кровельной части пласта Д1-а составляет 18 % от НИЗ.

Таким образом, в работе доказана неравномерность выработки запасов по классам коллекторов, блокам и продуктивному разрезу.

В заключении можно сказать о том, что приведенные в данной работе результаты анализа заводнения и выработки объектов дают в целом достаточно реальную картину состояния разработки пластов, её неравномерности и позволяют более целенаправленно производить выбор мероприятий по интенсификации и совершенствованию существующей системы разработки площади.

Во втором разделе работы приведены основные принципы рациональной разработки месторождения, объективные факторы, повлиявшие на эффективность разработки: рыночные реформы, усложнение условий разработки Ташлиярской площади, связанное с истощением запасов нефти, снижением дебитов нефти, высокой обводнённостью продукции, снижением технико-экономических показателей, нерентабельной разработкой отдельных участков, оказывающих негативное влияние на текущее состояние разработки пашийского объекта. При разработке залежей пашийского горизонта широко применялось заводнение. В работе выделены следующие этапы формирования системы ППД на Ташлиярской площади:

- разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на четыре самостоятельных блока параллельно рядам разрезания на центральных площадях и расстановкой нагнетательных и добывающих скважин чисто геометрически, не считаясь с линиями внутреннего контура нефтеносности и положением нагнетательных скважин относительно структурного элемента поднятий, контролирующих залежь;

- бурение добывающих скважин по обе стороны от рядов нагнетательных скважин с расстоянием от ряда нагнетательных скважин до первого добывающего, вдвое превышающим расстояние между добывающими рядами (1200 м).

Внутриконтурная линейная система оказалась эффективной для пласта Д1-а, имеющего площадное распространение. Она позволила вовлечь в активную разработку основные запасы нефти эксплуатационного объекта (более 60 % от введённых запасов всех видов заводнения).

По мере выработки запасов создавались линии дополнительного поперечного разрезания, что позволило производить регулируемую смену

фильтрационных потоков, применять различные модификации циклического воздействия на пласты. В настоящее время дополнительное разрезание является одним из основных видов заводнения на площади (51,0 % от годовой закачки, 59,6 % от дополнительной добычи нефти за 2010 год - за счёт заводнения). Перевод добывающих скважин под линии дополнительного разрезания осуществлялся без учёта структурного фактора. На площади представлены и другие виды заводнения (очаговое, законтурное), но их роль в вытеснении нефти незначительна – около 5 % от общей дополнительной добычи.

При этом, как показывает геологическая модель, часть нагнетательных скважин приурочена к купольным частям поднятий, в результате чего происходит неконтролируемый отток нефти от свода в переклинальные зоны структур, контролирующих залежь.

Дальнейшее совершенствование системы заводнения площади целесообразно производить на основе детализации геологического строения, динамики температурного режима, учёта структурного фактора, влияющего на формирование зон локализации остаточных запасов, перенесения фронта нагнетания на склоны и переклинальные части структур.

В третьем разделе описаны этапы построения геологической и гидродинамической моделей Ташлиярской площади.

Построение геологической, а на ее основе гидродинамической модели выполнялось в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения площади, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. По опыту моделирования и разработки качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию.

Расчеты по выработке запасов осуществлены с использованием программного комплекса АРМ «Лазурит» и Roxar, являющегося наиболее современным пакетом программ геологического и гидродинамического моделирования, которые широко и успешно применяются в настоящее время.

Геологическое моделирование. Объектами геологического моделирования в работе являются продуктивные пласты тиманского и пашийского горизонтов. В процессе геологического моделирования на основе переинтерпретации ГИС всего пробуренного фонда Ташлиярской площади был выполнен подсчет начальных балансовых запасов нефти и поиск остаточных запасов нефти по площади и разрезу.

Гидродинамическое моделирование. Выбор методики расчета и прогнозирования технологических показателей разработки объектов площади обосновывался, исходя из состояния её изученности, геологического строения,

фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и физико-химических свойств насыщающих флюидов. Анализ промысловых и экспериментальных данных позволил выбрать определенную технологию расчета и прогнозирования, необходимую для успешной разработки площади.

Главной целью моделирования площади явился прогноз распределения остаточных запасов в процессе разработки и выработка рекомендаций по их извлечению.

Обычно точность прогноза технологических показателей разработки зависит от ряда определенных факторов:

- характеристики комплекса программных средств моделирования;
- особенности геологического строения залежи и физико-химических свойств пластовых флюидов;
- размерности и геометрической схематизации расчетной модели залежи и др.

Окончательным итогом является объемная гидродинамическая модель залежи, в которой выделенные прослои непрерывны, выклиниваются, отделяются друг от друга глинистым прослоем на одной части залежи и гидродинамически контактируют с другой (рис. 6).

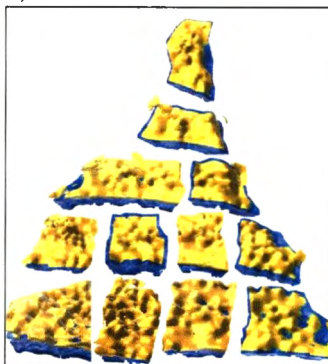


Рис. 6 - Гидродинамическое моделирование Ташляйрской площади

Внедрение моделирования в проектирование и мониторинг разработки Ташляйрской залежи с целью управления выработкой запасов нефти и моделирование температурного режима залежи позволили выявить влияние на локализацию остаточных запасов нефти структурного фактора и, тем самым, повысить:

- объем и качество базы данных геолого-геофизической и промыслово-технологической информации;
- качество адаптации геолого-технологической модели на историю разработки;
- эффективность мероприятий, направленных на оптимизацию системы разработки.

Кроме того, внедрение моделирования позволяет повысить надёжность при разработке ГТМ и принятии решений по управлению разработкой.

Корректность построенной модели проверена по степени расхождения:

- запасов, подсчитанных на модели и утверждённых ГКЗ Роснедра, которая не превысила 5 %;

- расчетной накопленной добычи нефти от фактических данных на конец периода адаптации, равной 0,3 %;

- расчетной накопленной добычи жидкости за весь период адаптации от фактических показателей, равной 0,5 %.

Таким образом, полученные результаты адаптации геологической и фильтрационной модели позволяют сделать вывод, что построенные модели удовлетворительно отражают строение залежи и процессы, происходящие в ней. Проведенные с помощью модели расчеты с привлечением моделирования температурного режима залежи и токов флюида адекватны реальным процессам и могут быть использованы для анализа текущего состояния и прогнозирования процесса разработки.

В четвертом разделе работы изучена структура остаточных запасов нефти и предложены мероприятия по совершенствованию системы заводнения Ташлиярской площади с учётом структурного фактора для повышения КИН.

Основной проблемой на поздней стадии разработки многопластовых нефтяных месторождений методами заводнения является снижение дебитов нефти скважин и рост обводненности продукции при наличии неизвлеченных запасов в малопроницаемых пластах и пропластках, застойных, тупиковых и водо-нефтяных зонах. Повышение темпов отбора нефти, а также наиболее полное извлечение запасов из недр зависят в первую очередь от эффективности созданной системы разработки.

Одна из самых интенсивных на Ромашкинском месторождении, система заводнения Ташлиярской площади не учитывала и не учитывает в полной мере всё многообразие условий залегания продуктивных коллекторов.

Проведенный анализ результатов геолого-гидродинамического моделирования показал наличие не вовлеченных в разработку запасов между добывающими скважинами (несмотря на длительный период их эксплуатации и высокую, близкую к предельной, обводненность добываемой продукции) и в непосредственной близости от нагнетательных скважин (рис. 7).

Этот факт объясняется в работе особенностью петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород в разрезе пашийского горизонта (пласта Д1-а) Ташлиярской площади. В кровле пласта фильтрационно-емкостные свойства сравнительно хуже, чем по остальной его части, это подтверждается и результатами переинтерпретации геофизических исследований

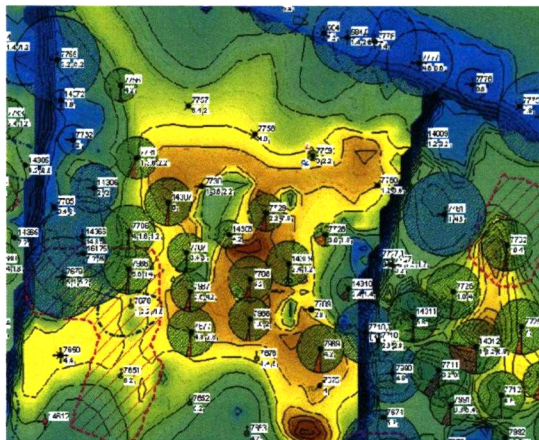


Рис. 7 - Фрагмент карты остаточной нефтенасыщенности по результатам моделирования

скважин (рис. 8). Основной приток жидкости в скважину поступает с нижних интервалов перфорации из промытых, высокопроницаемых пропластков, а запасы, сосредоточенные в кровельной части эксплуатационного объекта, остаются не вовлеченными в разработку.

По результатам моделирования даже в районе нагнетательных скважин выявлены неохваченные воздействием целики нефти.

Необходимо отметить, что в структурном плане территория площади осложнена серией локальных поднятий и прогибов небольшой амплитуды. Эта особенность геологического строения имеет существенное значение при выборе местоположения добывающих и нагнетательных скважин, особенно на последних стадиях разработки.

Для проведения более глубоких исследований автором условно выбран участок, пробуренный фонд на котором составляет 103 скважины, в т. ч. действующих добывающих – 52 скважины, нагнетательных под закачкой – 25, нагнетательных бездействующих – три, пьезометрических – три, в консервации – три, ликвидированных – 16 и одна скважина, возвращённая на верхние горизонты. В пределах участка (III и IV блоки) в работе проведён анализ технологических показателей работы добывающих скважин в зависимости от их расположения на поднятии или в прогибовой зоне. Исходя из особенностей геологического строения и структурного плана по кровле пласта «Д1а», за граничное значение условно была принята изогипса минус 1484 м, выше которой скважины отнесены

к поднятию, ниже – к прогибу, затем сделана выборка всех работавших добывающих скважин отдельно по этим зонам.

Скв. № 7675 Ташлиярской площади

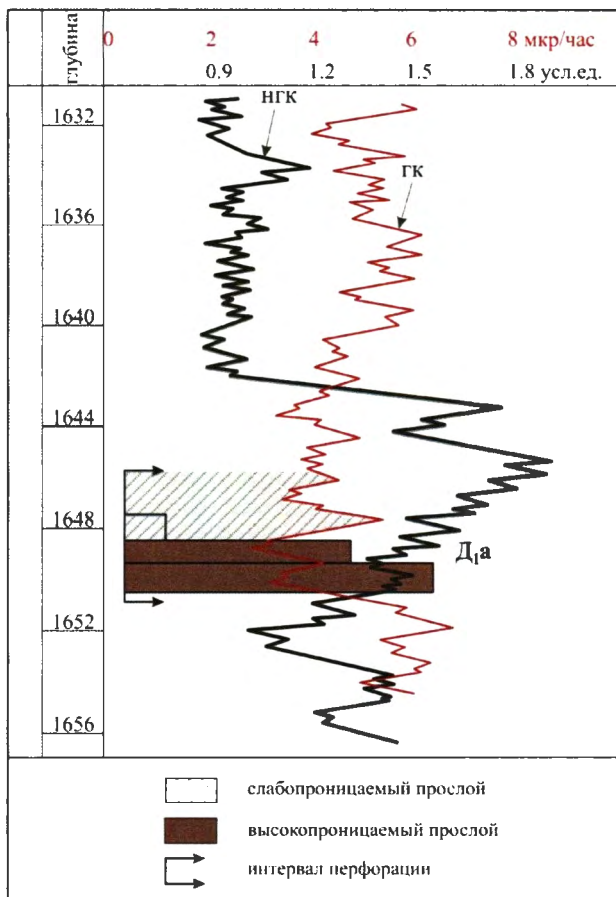


Рис. 8 - Геофизические исследования скважины № 7675 Ташлиярской площади совместно с результатами расходомерии

Для того, чтобы исключить неоднозначность сопоставляемых результатов по накопленной добыче и с целью приведения их к примерно одинаковым условиям, в работе при расчёте продуктивности введён специальный коэффициент $K_{уд.}$, равный произведению толщины пласта на количество лет

работы скважины. В окончательную сопоставительную таблицу выбраны попарно уже только те скважины, $K_{уд.}$ в которых либо равны, либо различаются максимум на три единицы (рис. 9).

В работе установлено, что зоны не вовлеченных в разработку остаточных запасов нефти в межскважинном пространстве приурочены, в основном, к локальным куполовидным поднятиям.

Таким образом, в процессе исследований была выявлена общая закономерность локализации остаточных запасов нефти по площади и разрезу отложений пашийского горизонта, исходя из которой рассмотрено несколько возможных направлений повышения эффективности системы заводнения путем ее адаптации по структурному фактору к зонам локализации остаточных запасов.

Большинство нагнетательных скважин участка расположены в повышенных частях структуры, в результате чего, как отмечалось выше, происходит неконтролируемый отток нефти из свода в переклинальные зоны структур (гл. 2).

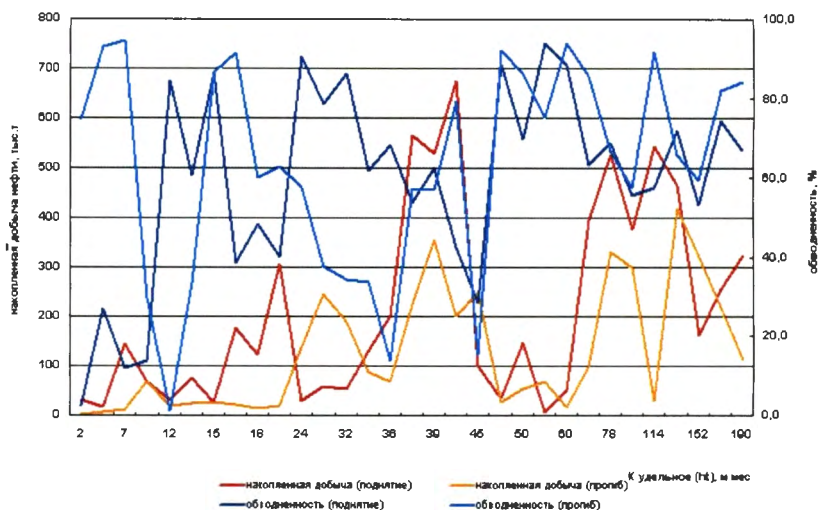


Рис. 9 - Сопоставление накопленной добычи ($h^*t, \text{м.год}$) и обводненности скважин относительно структурных форм рельефа

На таких скважинах предлагается выполнить работы по патенту № 2330944 РФ и перевести 14 скважин из нагнетательных в добывающий фонд с проведением изоляционных работ по ограничению водопритока с нижних частей

пласта. Проведение работ по патентам на изобретения №№ 2327860, 2330943, 2330944, 2330945, 2395674, 2420657 на анализируемом участке.

В работе предложено реликвидировать восемь добывающих скважин участка, ликвидированных с невыработанными запасами с проведением при КРС работ по ликвидации заколонных перетоков и одну скважину реанимировать путём бурения бокового ствола (БС). Технология водоизоляции, использованная на скважине № 7470Д (по проекту нагнетательная) для перевода её в добывающие, согласно патента, заключается в следующем. После изучения каротажа, было принято решение вскрыть нижнюю обводненную часть пласта Д1-а сверлением и закачать в созданные отверстия водонабухающий полимер. После произвести установку цементного моста, далее произвести перфорацию сверления глубокого проникновения (ПСГП) в кровельной нефтенасыщенной части пласта и запустить скважину в эксплуатацию (рис. 10).

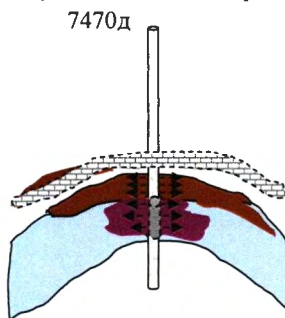


Рис. 10 - Технология проведения ВИР

Примером реликвидации является скважина № 5084 на IV блоке Ташлиярской площади. На рисунках 11 и 12 представлены карты разработки по новой модели, с учётом результатов переинтерпретации ГИС, по которым видно, что в районе скважины есть остаточные запасы. Абсолютная отметка кровли пласта Д1-а пашийского горизонта в ней составляет минус 1477м, то есть выше критической.

Учитывая, что участки с пониженными абсолютными отметками кровли пласта на момент анализа характеризуются высокой степенью выработанности, близкой к предельной, высокой обводненностью добываемой продукции (около 97 %) и низкими дебитами по нефти, целесообразно для организации новых элементов системы заводнения максимально использовать фонд добывающих скважин, размещенных в пределах этих зон. Для освоения под закачку предложено 14 добывающих скважин и с целью переноса фронта нагнетания – зарезка трёх БС.

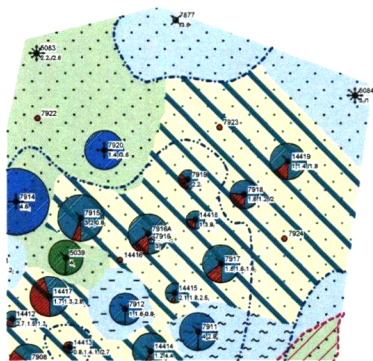


Рис. 11 - Фрагмент карты разработки в районе скважины № 5084 пласта Д1-а до реликвидации

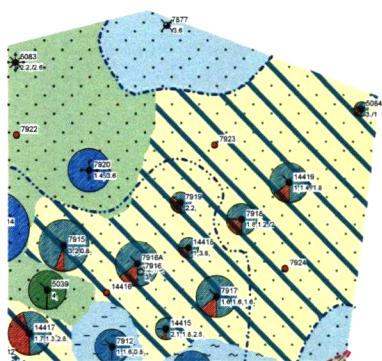


Рис. 12 - Фрагмент карты разработки пласта Д1-а в районе скважины № 5084 после реликвидации

На модели были произведены расчеты прогнозных показателей работы скважины с различными интервалами перфорации пласта Д1-а (пласт перфорирован 0,7 м; 1,5 м и полностью). При вскрытии пласта на 1,5 м и полностью наблюдается быстрый рост обводненности продукции скважины.

Таким образом, в рамках настоящей работы рекомендуется комплекс геолого-технологических мероприятий с целью повышения эффективности выработки запасов нефти в глинистых (глиносодержащих) коллекторах.

Для оценки эффективности рекомендуемых мероприятий рассчитаны технологические показатели двух вариантов разработки участка.

Первый (базовый) вариант рассчитан при условии сохранения существующей системы разработки. Согласно данным анализа заводнения и исследований характеристик вытеснения по методу ТатНИПИнефть, вовлечённые запасы оцениваются в количестве 20360 тыс. т., конечный КИН по первому варианту – 0,59, ВНФ – 3,2.

Во втором варианте предлагаются мероприятия по совершенствованию разработки участка:

- перевод в добывающий фонд 14-ти нагнетательных скважин, расположенных в сводовых и присводовых частях структур;
- освоение под закачку 14-ти добывающих скважин на склонах и переклинальных частях;
- реликвидация восьми скважин, из них одна с зарезкой БС;
- для переноса фронта нагнетания зарезки БС из трёх нагнетательных и двух добывающих скважин.

По второму варианту накопленная добыча нефти составит 20983 тыс. т, коэффициент нефтеизвлечения достигнет 0,608, суммарный водонефтяной фактор – 3,4. Основные технологические показатели двух вариантов дальнейшей разработки участка представлены на рисунках 13 и 14.

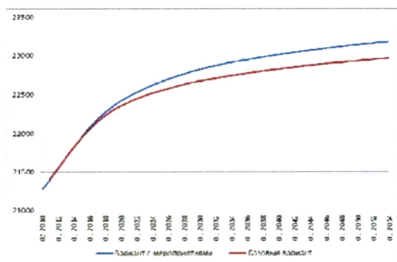


Рис. 13 - Накопленная добыча нефти по базовому варианту и варианту с мероприятиями, тыс. м³

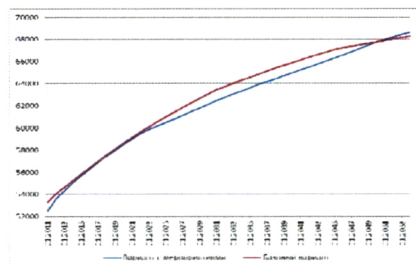


Рис. 14 – Накопленная добыча жидкости по базовому варианту и варианту с мероприятиями, тыс. м³

В пятом разделе работы приводится экономический анализ двух вариантов разработки, из которого следует, что по второму варианту добыча на 40 % больше, чем по первому, чистый дисконтированный доход на 25 % больше, а доход государства на 30 %.

Основные выводы и рекомендации:

1. Влияние структурного фактора на эффективность извлечения нефти подтверждают результаты сопоставительного анализа работы скважин в зоне прогибов и поднятий.

2. Установлена общая закономерность локализации остаточных запасов нефти по площади и разрезу пласта Д1а пашийского горизонта: в зонах повышенных гипсометрических отметок в направлении сводовых частей структур, контролирующих залежь.

3. Установлено улучшение ФЕС в пределах поднятий относительно ложбин и прогибов, что подтверждают результаты сопоставительного анализа работы скважин в зоне прогибов и поднятий.

4. Установлены зоны локализации остаточных запасов по площади и разрезу между добывающими скважинами на основе моделирования и анализа температурного режима, приуроченные к прикровельной, менее проницаемой части пласта и сводам поднятий, контролирующим залежь. Показано, что повышенные значения температур приурочены к купольным и прикупольным частям поднятий.

5. По полученной зависимости коэффициента продуктивности при постоянном производстве толщины пласта на количество месяцев работы скважины ($K_{уд.} = h \cdot t$) от структурного фактора установлено, что объёмы накопленной добычи нефти выше по скважинам, расположенным в купольных частях структур, по сравнению со скважинами, расположенными в гипсометрически пониженных зонах.

6. Участки с пониженными абсолютными отметками кровли пласта по текущему состоянию разработки характеризуются высокой степенью выработанности.

7. Установлено, что перевод под нагнетание скважин, размещенных в сводовых частях поднятий, приводит к рассредоточению по площади пласта локализованной здесь нефти, перемещая её в пониженные промытые зоны.

Повышение эффективности системы заводнения предложено осуществить путем ее адаптации к структурному фактору, влияющему на процесс локализации остаточных запасов:

- организация новых очагов системы заводнения с максимальным использованием фонда обводнившихся добывающих скважин, расположенных в пониженных частях структур, с пониженными абсолютными отметками кровли пласта;
- ограничение закачки с последующим переводом нагнетательных скважин в купольной части под добычу;
- перенос нагнетания в зоны, окаймляющие купола для более полного извлечения остаточных запасов;
- ввод в активную разработку зон, прилегающих к существующим разрезающим рядам, с остаточными запасами по новой модели.

8. Установлено, что основные промышленные объекты Ромашкинского месторождения — группа пластов Д1, повсеместно развитые по площади, имеют близкие геолого-геофизические характеристики, разрабатываются единой системой заводнения коллекторов, находятся на поздней стадии разработки и имеют незначительно отличающиеся результаты выработки запасов нефти, что даёт основание для применения разработанных ГТМ на участке Ташлиярской площади для внедрения их на Ромашкинском месторождении в целом.

**Основное содержание работы отражено в следующих публикациях
Газизова Илгата Гарифзяновича:**

1. Ахметов Н.З., Фадеев В.Г., Салихов М.М., Газизов И.Г. Причины ухудшения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин во времени по Восточно-Сулевской площади // Нефтепромысловое дело.-2003.-№12-С.31-34.
2. Фадеев В.Г., Салихов М.М., Газизов И.Г. и др. Исследование изменения фильтрационных свойств коллекторов горизонтов Д0+Д1 Чишминской площади Ромашкинского месторождения // Нефтепромысловое дело.-2003.-№12.- С.35-39.
3. Салихов М.М., Рафиков Р.Б. Газизов И.Г., Шайхутдинов Р.М. Технологии восстановления продуктивности добывающих скважин // Нефтепромысловое дело.-2003.-№12.- С.42-47.
4. Салихов М.М., Рафиков Р.Б. Газизов И.Г. и др. Анализ показателей эксплуатации скважин по Восточно-Сулеевской и Чишминской площадям, выведенных из эксплуатации на нефть // Нефтепромысловое дело.-2003.-№12.- С.63-68.
5. Фролов А.И., Салихов М.М., Газизов И.Г. и др. Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи на площадях НГДУ «Джалильнефть»// Нефтепромысловое дело.-2003.-№12.- С.73-77.
6. Салихов М.М., Рафиков Р.Б., Газизов И.Г. и др. Выбор добывающих скважин для резки боковых горизонтальных стволов// Нефтепромысловое дело.-2003.-№12.- С.77-82.
7. Ахметов Н.З., Салихов М.М., Рафиков Р.Б., Газизов И.Г. и др. Анализ результатов применения нестационарного заводнения на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения и перспективы дальнейшего совершенствования технологий нестационарного заводнения// Нефтепромысловое дело.-2004.-№3.- С.24-31.
8. Владимиров И.В., Астахова А.Н., Салихов М.М., Газизов И.Г. Метод уточнения фильтрационных характеристик пластов при выборе участков проведения МУН // Нефтепромысловое дело.-2004.-№9.- С.21-25.
9. Гильманова Р.Х., Сарваретдинова Р.Г., Мустаева Э.Р., Газизов И.Г. и др. Методы уточнения геологической модели разреза по данным горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело.-2005.-№8.- С.16-24.
10. Ахметшин Р.А., Салихов М.М., Газизов И.Г. и др. Анализ показателей эксплуатации новых добывающих скважин в НГДУ «Джалильнефть»// Нефтепромысловое дело.-2005.-№8.- С. 45-49.
11. Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2327860 С1 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/16 /Газизов И.Г., Каюмов М.Ш., Абдулмazi-

- тов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2006132607/03; заявл. 11.09.2006; опубл. 27.06.2008. Бюл. № 18- 6с.
- 12.Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2330945 С2 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/16 / Газизов И.Г., Рафиков Р.Б., Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2006132606/03; заявл. 11.09.2006; опубл. 10.08.2008, Бюл. № 22-5с.
- 13.Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2330944 С2 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/16 /Газизов И.Г., Ахметшин Р.А., Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В. Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б./ заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2006132567/03; заявл. 11.09.2006; опубл. 10.08.2008, Бюл. № 22-5с.
- 14.Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2330943 С2 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/16 /Газизов И.Г., Салихов М.М., Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2006132605/03 ; заявл. 11.09.2006; опубл. 10.08.2008. Бюл. № 22- 7с.
- 15.Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2395674 С1 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/20 /Рамазанов Р.Г., Газизов И.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2009128787/03 ; заявл. 24.07.2009; опубл. 27.07.2010. Бюл. № 21- 7с.
- 16.Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2420657 С1 Рос.Федерация: МПК Е 21 В 43/32, Е 21 В 33/134 /Файзуллин И.Н., Рамазанов Р.Г., Газизов И.Г., Зиятдинов Р.З., Яхина О.А., Сулейманов Ф.Б. Оснос В.Б.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть».- 2010115523/03 ; заявл. 19.04.2010; опубл. 10.06.2011, Бюл. № 16-11с.

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
на HP CLJ 6040(2)

тел.: (85594) 78-656, 78-565

Подписано в печать 18.03.2013 г.

Заказ №18031301 Тираж 100 экз.